



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग II—खण्ड 3—उप-खण्ड (ii)
PART II—Section 3—Sub-Section (ii)

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 221]

नई दिल्ली, सोमवार, मार्च 30, 1992/चैत्र 10, 1914

No. 221]

NEW DELHI, MONDAY, MARCH 30, 1992/CHAITRA 10, 1914

इस भाग में भिन्न पृष्ठ संख्या दी जाती है जिससे कि यह अलग संकलन के रूप में
रखा जा सके

Separate Paging is given to this Part in order that it may be filed as a
separate compilation

विद्युत और अपारम्परिक ऊर्जा स्रोत मंत्रालय

(विद्युत विभाग)

अधिसूचना

नई दिल्ली, 30 मार्च, 1992

का.प्रा. 251(अ).--केन्द्रीय सरकार, विद्युत (प्रदाय) अधिनियम, 1948 (1948 का 54) (जिसे हमने इनके परवाना उक्त अधिनियम, 1948 का 54) को धारा 43क की उपधारा (2) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करने हुए, के कारण अध्यादेशित करती है जिनके अनुसरण में कोई और अन्य व्यक्तियों को उपाययक्त कानूनों द्वारा विद्युत के विक्रय के तहत विभिन्न प्रकार से टैरिफ अध्यादेशित किया जाएगा --

1. राष्ट्रीय विद्युत उत्पादन, केन्द्र

राष्ट्रीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से (जिसमें गैस आधारित केन्द्र सम्मिलित हैं) विद्युत के विक्रय के लिए दो भाग टैरिफ में शक्ति निरत प्रसारित की जानी समझिष्ट होगी, जिनमें उपरार, पूरों पर श्राव, अध्यादेश, प्रचारित और अनुसंधान, व्यय (ईंधन को छोड़कर) व्यय के रूप में जो गई शायद पर कर, साधारण बोरों पर आय और उत्पादन के मानकी स्तर पर कार्यकरण पूरों पर श्राव और ऊर्जा (अस्थिर) प्रसार जिनके अन्तर्गत

प्रदाय की गई ऊर्जा के प्रत्येक एकक (किलोवाट घंटे) के लिए वसूलीय ईंधन लागत है, अन्तर्लिखित होगी और निम्नलिखित मापमानों पर आधारित होगी (जैसा लागू हो) :

1.1 प्राधिकरण द्वारा यथा अधिकृत प्रचालन और संयंत्र भार कारक के मापमान तत्समय उनके उपास्तरणों, यदि कोई हो, के अधीन रहते हुए, उक्त अधिनियम की धारा 43क की उपधारा (2) के अधीन होंगे, अर्थात् --

(i) संयंत्र भार कारक

| | |
|---------------------------|-----------------------|
| --स्थिरीकरण अवधि के दौरान | 4500 किबाघं/किवा/वर्ष |
| --पश्चात्पूर्ती अवधि | 6000 किबाघं/किवा/वर्ष |

(ii) कोयला आधारित केन्द्र के लिए केन्द्र ऊष्मा दर

| | |
|---------------------------|--------------------|
| --स्थिरीकरण अवधि के दौरान | 2600 कि केल/किबाघं |
| --पश्चात्पूर्ती अवधि | 2500 कि केल/किबाघं |

(500 मेगावाट एककों की बाबत जहाँ बायलर पोषित पम्प विद्युत से प्रचालित हो वहाँ 40 कि केल/कि बा घं की ऊष्मा दर, केन्द्र ऊष्मा दर से कम कर दी जाएगी) ।

(iii) गैस आधारित केन्द्रों के लिए केन्द्र ऊष्मा दर

| | |
|-------------------------|--------------------|
| --खुली साइकिल के लिए | 2900 कि. केल/किवाथ |
| --संयोजित साइकिल के लिए | 2000 कि. केल/किवाथ |

(iv) कोयला आधारित केन्द्रों के लिए स्थायी ईंधन तेल

| | |
|-------------------------|---------------------|
| --स्थिरीकरण अवधि के लिए | 5 मिमी/कि. वा. थं |
| --परन्तुत्वर्ती अवधि | 3.5 मिमी/कि. वा. थं |

(v) सहायक खपत

| शीतलन मीनार सहित | शीतलन मीनार के बिना |
|------------------|---------------------|
|------------------|---------------------|

(क) कोयला आधारित केन्द्र

| | | |
|-------------------------|-------------|-------------|
| --200 मे. वा. खंखला | 9.5 प्रतिशत | 9.0 प्रतिशत |
| --500 टन प्र. वा. वाष्प | 8.0 प्रतिशत | 7.5 प्रतिशत |
| --विजली वालिन पंप | 9.5 प्रतिशत | 9.0 प्रतिशत |

(ख) गैस आधारित केन्द्र

| | |
|------------------|-------------|
| --संयोजित साइकिल | 3.0 प्रतिशत |
| --खुली साइकिल | 1.0 प्रतिशत |

(स्थिरीकरण अवधि के दौरान, मानको सहायक खपत ऊपर विनिर्दिष्ट आंकड़ों से 0.5 प्रतिशत अधिक की दर के हिसाब से ली जाएगी)।

(vi) स्थिरीकरण अवधि

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ होने वाली स्थिरीकरण अवधि निम्न प्रकार से हिसाब में ली जाएगी --

| | |
|--------------------------------|---------|
| (क) तापीय | 180 दिन |
| (ख) खुली साइकिल गैस केन्द्र | 90 दिन |
| (ग) संयोजित साइकिल गैस केन्द्र | 90 दिन |

(viii) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

कृषि एककों का वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख निम्न प्रकार से हिसाब में ली जाएगी --

| | |
|------------|---|
| —तापीय एकक | मुख्यकालन की तारीख से 180 दिन से अधिक नहीं; |
| —गैस एकक | मुख्यकालन की तारीख से |

1.2 परियोजना का पूंजी व्यय प्राधिकरण की तकनीकी वार्षिक निकासी में वित्त अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार वित्त पोषित किया जाएगा।

परियोजना लागत में पूंजीगत वार्षिक पुर्जों सम्मिलित हैं।

अनुमोदित परियोजना लागत वह लागत होगी जो प्राधिकरण की तकनीकी वार्षिक निकासी में विनिर्दिष्ट की गई है।

परियोजना के पूरा होने पर उपगत वास्तविक पूंजी व्यय टैरिफ नियम करने के लिए मानक होगा। जहां वास्तविक व्यय अनुमोदित परियोजना लागत से अधिक हो जाता है वहां ऐसा अधिक व्यय जो प्राधिकरण द्वारा अनुमोदित किया जाता है, टैरिफ, अवधारित करने के प्रयोजन के लिए वास्तविक पूंजी व्यय समझा जाएगा, परन्तु यह तब जब कि ऐसा अधिक व्यय की उत्पादक कंपनी या इसके प्रदायकर्ता या ठेकेदारों को नहीं माना जायेगा।

1.3 प्रत्यागी विद्युत् की वास्तविक, अर्थात् एकक के वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व विद्युत् का विक्रय, ऐसे विक्रय से प्राप्त किसी राजस्व को (ईंधन लागत को छोड़ कर) पूंजी व्यय में कटौती के रूप में समझा जायेगा न कि शुद्ध राजस्व।

1.4 ब्याज भुगतान और ऋण जो वास्तविक रूप से उपगत होता है प्रतिसंधा के लिये संपूर्ण वर्ष में समरूप होगा, परन्तु यह तब जब कि यह विदेशी मुद्रा दर के फेर फार से प्रत्यक्षतः उत्पन्न होता है और उसे इसके उत्पादक कंपनी या उसके प्रदायकर्ता या ठेकेदारों का नहीं माना जायेगा।

1.5 वार्षिक नियत प्रसार निम्नलिखित आधार पर संगणित किए जाएंगे --

(क) उधार पूंजी पर ब्याज बकाया ऋणों पर संगणित किया जाएगा जिसमें ब्याज की वार्षिक औसत दर के आधार पर प्राधिकरण द्वारा अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार सुगतान अनुसूची सम्मिलित है।

(ख) अवश्रयण की दरें केन्द्रीय सरकार द्वारा समय समय पर यथा अधिसूचित रूप में लागू होंगी।

(ग) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय पांच वर्ष के ब्लाक के लिए अवधारित किए जाएंगे। मूल वर्ष में यह प्राधिकरण द्वारा यथा अधिकृत चालू पूंजी लागत के 2.5 प्रतिशत के समतुल्य होंगे, और 10 प्रतिशत की वार्षिक प्रभासी दर पर ब्लाक अवधि के परन्तुत्वर्ती चार वर्षों के लिए अवधत्त किए जाएंगे।

(घ) घाट पर कर, यदि कोई हो वास्तविक व्यय के रूप में संगणित किया जाएगा। घाट पर कर की अधिक या कम वसूली को प्रति वर्ष कानूनी लेखा परीक्षक के प्रमाणपत्र के आधार पर समायोजित किया जाएगा।

(ङ) साम्या की घाट को उत्पादक एकक से संबंधित समावत और अधिदान पूंजी पर संगणित किया जायेगा और वह ऐसी पूंजी का 10 प्रतिशत होगा।

1. (ख) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज में निम्नलिखित होंगे --

(1) एक मास के लिए ईंधन लागत वास्तविक रूप से अनुरक्षित वृत्तिसुवत ईंधन स्टॉक गर्तमुख केन्द्र के लिए 15 दिन तक और गैरवर्तमुख केन्द्रों के लिए 30 दिन तक सीमित होगी;

(2) स्थायी ईंधन तेल का 60 दिन का स्टॉक;

(3) एक मास के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय (रोकड़);

(4) वास्तव में अनुरक्षण पुर्जों किन्तु पहले से, पूंजीगत वार्षिक पुर्जों के 1/5 भाग मूल्य के कम की एक वर्ष की आवश्यकता से अधिक नहीं;

(5) विजली के विक्रय के लिए दो मास के औसत दर पर बिलों के समतुल्य प्राप्ति; और

(6) प्रत्यय पत्र की मार्फत बिलों के संदाय के लिए 2.5 प्रतिशत की रिपोर्ट अनुज्ञेय होगी। जहां संदीय प्रत्यय पत्र की मार्फत से बिना रीति से किन्तु उत्पादक कंपनी द्वारा बिलों के पेश करने के एक मास की अवधि के भीतर किया जाता है, वहां एक प्रतिशत की रिपोर्ट अनुज्ञेय होगी।

1.6 संपूर्ण नियत प्रसार की 5500-6000 घं./कि.वा./वर्ष के उत्पादन स्तरों पर वसूल किए जाएंगे। 5500 घं./कि.वा./वर्ष से कम के नियत प्रसारों का संवाय अनुपातिक आधार पर किया जाएगा। 6000 घं./कि.वा./वर्ष से ऊपर के उत्पादन स्तरों के लिए नियत प्रसारों का कोई संदाय नहीं होगा। तथापि 6000 घं./कि.वा./वर्ष के ऊपर के उत्पादन को उत्पादन कंपनियों और बोर्ड के बीच बातचीत से तय की गई दरों पर जिसमें नियत लागत अवयव नहीं होंगे उत्पादन के स्तर की संगणना करते समय उत्पादन कम करने की सीमा जिसके लिए प्रादेशिक विद्युत् के बोर्ड द्वारा आदेश दिया जाता है उत्पादन

प्राप्ति के रूप में हिसाब में लिया जाएगा। निम्न प्रभारों का संवाय संबंधित बोर्डों द्वारा ली गई बिजली के आनुपात में मासिक आधार पर किया जाएगा। वास्तविक बिजली और समझे गए बिजली का अतिबाध्य समायोजन वर्ष के अन्त में किया जाएगा।

1.7 ऊर्जा (अस्थिर) प्रभारों में ईंधन लागत होगी और निम्न प्रकार से संगणित की जाएगी :-

- (क) प्राथमिक ईंधन, माछा, केन्द्र ऊष्मा दर (कोयला आधारित अर्थात् कोयला केन्द्रों के लिए नीचे उद्धृष्ट रूप में स्थायी या गैस ईंधन तेल द्वारा वितरित कम ऊष्मा और वास्तविक रूप से जलाए गए कोयले या गैस की सकल कैलोरी मास के आधार पर संगणित की जाएगी।
- (ख) स्थायी ईंधन तेल-- स्थिरीकरण अवधि के दौरान मानकी खपत केवल कोयले पर-- 5 मि.मी./कि.वा./घ. आधारित केन्द्रों पर-- 3.5 मि.मी./कि.वा./घ. के लिए
- (ग) ईंधन की कीमत कोयला या गैस के आरम्भिक सकल कैलोरी या ऊष्मा मूल्य को पूर्वागामी तीन मास में वास्तविक में परिवर्तन की मूल्य समझा जाएगा किसी परिवर्तन को बाधित समायोजन वास्तविक रूप में प्राप्त और जलाए गए कोयले या गैस के सकल कैलोरी मूल्य के आधार पर मासवार और यथास्थिति कोयला या गैस को प्राप्त करने के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत वास्तविक भूमि लागत के आधार पर समायोजित किया जाएगा।

2. जल विद्युत् उत्पादन केन्द्र

जल विद्युत् उत्पादन केन्द्रों से बिजली के बिजली के लिए एकल भाग टैरिफ में वार्षिक प्रभारों की दसवीं जिसमें ऋण पूंजी पर ब्याज, अवक्षयण, प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के रूप में हिसाब में ली गई भाग पर साधारण शेयरों पर आय और उत्पादन के मानकी स्तर पर कार्यकरण पूंजी पर ब्याज निम्नलिखित मापमानों पर जैसा लागू हो आधारित होगा, समाविष्ट होगा।

2.1 उक्त अधिनियम की धारा 43क की उपधारा (2) के अधीन उसक उत्पातणों, यदि कोई हो, के अधीन रहते हुए मत्समय प्राधिकरण द्वारा यथा अधिकतम प्रचालन के मापमान, अर्थात् :-

जल विज्ञान

- (1) 15 मेगावाट की क्षमता से अधिक वाले केन्द्रों के लिए 90 प्रतिशत अवलम्बनीय जल विज्ञान पर और 15 मेगावाट या उससे कम की क्षमता वाले केन्द्रों के लिए 75 प्रतिशत अवलम्बनीय जल विज्ञान पर परियोजना परिकल्पित ऊर्जा संगणित की जाएगी और शिखर और शिखरेतर ऊर्जा गणित करते हुए 10 दिन के अन्तराल के लिए ऊर्जा उत्पादन में विशेषित की जाएगी।
- (2) सहायक खपत
उत्पादित ऊर्जा का 0.5 प्रतिशत
- (3) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख
मुक्तकाल की तारीख से 15 दिन से अधिक नहीं।

2.2 परियोजना का पूंजी व्यय प्राधिकरण की तकनीकी आर्थिक निकासी में वर्णित अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार वित्त पोषित किया जाएगा।

परियोजना लागत में पंजीकृत आरंभिक पूंजी सम्मिलित है। अनुमोदित परियोजना लागत वह लागत होगी जो प्राधिकरण की तकनीकी, आर्थिक निकासी में निर्दिष्ट की गई है।

परियोजना के पूरा होने पर उपगत वास्तविक पूंजी व्यय टैरिफ नियत करने के लिये मान्य होगा। जहां वास्तविक व्यय अनुमोदित परियोजना लागत से अधिक हो जाता है वहां ऐसा अधिक व्यय जो प्राधिकरण द्वारा अनुमोदित किया जाता है टैरिफ अवधारित करने के प्रयोजन के लिये वास्तविक पूंजी व्यय समझा जायेगा, परन्तु यह तब जब कि ऐसा अधिक व्यय की उत्पादक कंपनी या इसके प्रदायकर्ता या ठेकेदारों का नहीं माना जायेगा।

2.3 अस्थायी विद्युत् की बाधत, अर्थात् एक के वाणिज्यिक परिचालन से पूर्व विद्युत् का विक्रय, ऐसे विक्रय से प्राप्त किसी राजस्व को (ईंधन लागत को छोड़कर) पूंजी व्यय में कटौती के रूप में समझा जायेगा न कि शुद्ध राजस्व।

2.4 ब्याज भुगतान और ऋण जो वास्तविक रूप से उपगत होता है प्रतिवर्ष के लिये सुसंगत वर्ष में अनुमोदित होगा, परन्तु यह तब जब कि यह विदेशी मुद्रा वर के फेरफार से प्रत्यक्षतः उत्पन्न होता है और उसे इसके उत्पादक कंपनी या उनके प्रदायकर्ता या ठेकेदारों को नहीं माना जायेगा।

2.5 वार्षिक निम्न प्रभार निम्नलिखित आधार पर संगणित किये जायेंगे:

- (क) उधार पूंजी पर ब्याज बकाया ऋणों पर संगणित किया जायेगा जिसमें ब्याज की भारित औसत दर के आधार पर प्राधिकरण द्वारा अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार भुगतान अनुसूची सम्मिलित है।
- (ख) अवधुष की दरें केन्द्रीय सरकार द्वारा समय समय पर यथा अधिमूर्चित रूप में लागू होंगी।
- (ग) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय पांच वर्ष के ब्लाक के लिये अवधारित किये जायेंगे। मूल वर्ष में यह प्राधिकरण द्वारा यथा-अधिकतम ब्याज पूंजी लागत के 1.0 प्रतिशत के समतुल्य होंगे और 10 प्रतिशत की वार्षिक प्रगामी दर पर ब्लाक अवधि के पश्चात्तर्वर्ती चार वर्ष के लिये अक्षत किये जायेंगे।
- (घ) आय पर कर, यदि कोई हो वास्तविक व्यय के रूप में संगणित किया जाएगा। आय पर कर की अधिक या कम वसुली को प्रति वर्ष कानूनी लेखा परीक्षक के प्रमाणपत्र के आधार पर समायोजित किया जायेगा।
- (ङ) साक्षा की आय की उत्पादक एकक के से संबंधित समायत और अभिदाय पूंजी पर संगणित किया जायेगा और यह ऐसी पूंजी का 16 प्रतिशत होगी।
- (च) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज में निम्नलिखित होंगे :-
 - (1) एक मास के लिये प्रचालन और अनुरक्षण व्यय (रोकड़,
 - (2) वास्तव में अनुरक्षण पूंजी किन्तु पहले से पंजीकृत आरम्भिक पूंजी के 1/5 भाग मूल्य से कम की एक वर्ष की आवश्यकता से अधिक और, नहीं
 - (3) बिजली के विक्रय के लिये दो मास के औसत दर पर बिलों के समतुल्य प्राप्तियां। प्रत्यक्ष पत्र की मार्फत बिलों के संवाय के लिये 2.5 प्रतिशत की रिबेट अनुमोदित होगी। जहां संवाय प्रत्यक्ष पत्र की मार्फत से भिन्न रीति से किन्तु उत्पादक कंपनी द्वारा बिलों के वेश करने के एक मास

की अवधि के भीतर किया जाता है, वहाँ एक प्रतिशत का रिबेट अनुमोदित होगी।

2.6 शिखर ऊर्जा प्रसारण कुल वार्षिक व्यय से से वर्ष के शिखर ऊर्जा प्रसारण से हुई भाय घटा कर और वर्ष की शिखर ऊर्जा विक्रय द्वारा विभाजित करने के पश्चात् शिखर ऊर्जा के बराबर होगी। परन्तु यह तब जब कि शिखर और शिखर ऊर्जा प्रसारण का कुल योग एक वर्ष में उसके कुल वार्षिक व्यय के से अधिक नहीं होता है।

2.7 शिखर ऊर्जा बोर्ड और उत्पादन कंपनी के बीच वार्षिक रूप से करार पाई वगैरे के रूप में प्रदेश में तापीय परियोजना के परियोजना प्रसारण से कम दर पर विक्रय की जायेगी।

2.8 मौसमी जन ऊर्जा, जो परिकल्पित ऊर्जा से अधिक उत्पादित ऊर्जा है, औसत ऊर्जा दरों के पात्र प्रतिशत की दर में संग्रहित की जायेगी। औसत ऊर्जा दर कुल वार्षिक व्यय को कुल परिकल्पित ऊर्जा उत्पादन में से सजावट खर्च को घटा कर शिखर ऊर्जा से विभाजित करने पर प्राप्त वाली सख्या होगी।

3.0 साधारण

3.1 बोर्ड की उत्पादन कंपनी द्वारा बिजली के विक्रय के लिए टैरिफ

इस अधिनियम में व्यवस्थित आधार पर मानकी आधार पर प्रत्येक 5 वर्ष की अवधि के लिये पश्चात्कर्ती रूप में तबानि टैरिफ उसी एकक या केन्द्र में जब कभी प्रतिरिक्त उत्पादन सक्षमता प्रारम्भ की जाती है तब प्रत्येक 5 वर्ष की अवधि के लिये नये निरे से संगणित नियत किये जायेगे।

3.2 ऐसी वगैरे में जहाँ किता उत्पादन कंपनी को, उक्त अधिनियम की धारा 43क की उपधारा (1) के खंड (ग) के नियमों में किसी उपभोक्ता का बिजली का प्रत्यक्ष रूप में प्रदाय करने के लिये सक्षम सरकार द्वारा अनुमति किया जाता है, वहाँ, ऐसा क्रय उत्पादन कंपनियों और अन्य व्यक्तियों के साथ बातचीत से तय की गई दरों पर सक्षम सरकार के अनुमोदन के अधीन रहते हुए होगा।

3.3 यह अधिनियम उन उत्पादन केन्द्रों से बिजली के विक्रय के टैरिफ का अधिवारण करने के लिये लागू होगी जिसके विनिर्धान, वित्तीय दृष्टिकोण का, इसके राजपत्र में प्रकाशन की तारीख को या उसके पश्चात् प्राधिकरण न अनुमोदन कर दिया है।

[मिसिल सख्या प्र-5/91-आई.पी.सी.]
टी. सेयुमाधवन, सयुक्त सचिव

MINISTRY OF POWER AND NON-CONVENTIONAL ENERGY SOURCES

(Department of Power)

NOTIFICATION

New Delhi, the 30th March, 1992

S.O. 251(E).—In exercise of the powers conferred by sub-section (2) of section 43A of the Electricity (Supply) Act, 1948 (54 of 1948), (hereinafter referred to as the said Act), the Central Government hereby determines the facts in accordance with which the tariff for sale of electricity by Generating Companies to the Boards and to other persons shall be determined, as follows :—

1. Thermal Power Generating Stations.—The two-part tariff for sale of electricity from Thermal power generating

stations) including gas based stations) shall comprise the recovery of annual fixed charges consisting of interest on loan capital, depreciation, operation and maintenance expenses (excluding fuel), taxes on income reckoned as expenses, return on equity and interest on working capital at a normative level of generation, and energy (variable) charges covering fuel cost recoverable for each (kilowatt hours) of energy supplied and shall be based on the following norms.

1.1 The norms of operation and Plant Load Factor as has been laid down by the Authority, for the time being, subject to modifications thereof, if any, under sub-section (2) of section 43A of the said Act, namely :—

(i) Plant Load Factor

| | |
|------------------------------|------------------|
| —During stabilisation period | 4500 kwh/kw/year |
| —Subsequent period | 6000 kwh/kw/year |

(ii) Station Heat Rate for coal based stations

| | |
|------------------------------|-----------------|
| —During stabilisation period | —2600 K Cal/Kwh |
| —Subsequent period | —2500 K Cal/Kwh |

(In respect of 500 MW units where the boiler feed pumps are electrically operated, the heat rate of 40 K Cal/Kwh shall be reduced from station heat rate).

(iii) Station Heat Rate for gas based stations

| | |
|---------------------|-----------------|
| —For open cycle | —2900 K Cal/Kwh |
| —For combined cycle | —2000 K Cal/Kwh |

(iv) Secondary fuel oil consumption for coal based stations

| | |
|------------------------------|-------------|
| —During stabilisation period | —5 ml/kwh |
| —Subsequent period | —3.5 ml/kwh |

(v) Auxiliary consumption

| | with cooling tower | without cooling tower |
|-----------------------------------|--------------------|-----------------------|
| (a) Coal based stations | | |
| —200 MW series | 9.5 per cent | 9.0 per cent |
| —500 MW series steam driven pumps | 8.0 per cent | 7.5 per cent |
| —Electrically driven pumps | 9.5 per cent | 9.00 per cent |

(b) Gas based stations

| | |
|-----------------|--------------|
| —Combined cycle | 3.0 per cent |
| —Open cycle | 1.0 per cent |

(During the stabilisation period, normative auxiliary consumption shall be reckoned at 0.5 per cent over and above the figures specified above)

(vi) Stabilisation period

Stabilisation period commencing from the date of commercial operation shall be reckoned as follows :

| | |
|--------------------------------|-----------|
| (a) Thermal | —180 days |
| (b) Open cycle gas station | —90 days |
| (c) Combined cycle gas station | —90 days |

(vii) Date of Commercial Operation

The date of commercial operation of individual units shall be reckoned as follows :—

| | |
|----------------|--|
| —Thermal Units | Not exceeding 180 days from the date of synchronisation; |
| —Gas Units | From the date of synchronisation |

1.2 The capital expenditure of the project shall be financed as per the approved financial package set out in the techno-economic clearance of the Authority.

The project cost shall include capitalised initial spares. The approved project cost shall be the cost which has been specified in the techno-economic clearance of the Authority.

The actual capital expenditure incurred on completion of the project shall be the criterion for the fixation of tariff. Where the actual expenditure exceeds the approved project cost the excesses as approved by the Authority shall be deemed to be the actual capital expenditure for the purpose of determining the tariff, provided that such excess expenditure is not attributable to the generating company or its suppliers or contractors.

1.3 In respect of infirm power, that is sale of electricity prior to commercial operation of the unit, any revenue from such sale (other than the fuel cost), shall be taken as reduction in Capital expenditure and not as net revenue.

1.4 Extra rupee liability towards interest payment and loan repayment actually incurred, in the relevant year shall be admissible; provided it directly arises out of foreign exchange rate variation and is not attributable to Generating company or their suppliers or contractors.

1.5 The annual fixed charges shall be computed on the following basis :

- (a) Interest on loan capital shall be computed on the outstanding loans, including the schedule of repayment, as per the financial package approved by the Authority on the basis of weighted average rate of interest.
- (b) The rates of depreciation shall be applicable as notified by the Central Government, from time to time.
- (c) Operation and maintenance expenses shall be determined for blocks of five years. In the base year, it shall be equivalent to 2.5 percent of the current capital cost as laid down by the Authority; and shall be updated for the subsequent years of the block period, at a progressive rate of 10 percent per annum.
- (d) Tax on income, if any to be computed as expense at actuals. Any under or over recoveries of tax on income shall be adjusted every year, on the basis of a certificate of Statutory Auditors.
- (e) Return on equity shall be computed on the paid up and subscribed capital relating to the generating unit, and shall be 16 per cent of such capital.
- (f) Interest on working capital shall cover :
 - (i) Fuel costs for one month, reasonable fuel stocks as actually maintained but limited to 15 days for pit-head stations and 30 days for non-pit-head stations,
 - (ii) 60 days' stock of secondary fuel oil,
 - (iii) Operation and maintenance expenses (cash) for one month,
 - (iv) Maintenance spares at actuals but not exceeding one year's requirement less value of one fifth of initial spares already capitalised and,
 - (v) Receivables equivalent to two months average billing for sale of electricity. For payment of bills through Letter of Credit, a rebate of 2.5 per cent shall be allowed. Where payments are made otherwise than through Letter of Credit, but within a period of one month of presentation of bills by the Generating Company, a rebate of 1 per cent shall be allowed.

1.6 Fixed charges shall be recoverable at generation levels of 5500-6000 hours/kw/year. Payment of fixed charges below the level of 5500Kwh/kw/year shall be on pro-rata basis. There shall not be any payment of fixed charges for generation levels above 6000 hours/kw/year. However, generation above 6000 hours/kw/year shall be at negotiated rates between the generating companies and the Board, which shall not include the fixed cost element. While computing the level of generation, the extent of backing

down, as ordered by the Regional Electricity Board shall be reckoned as generation achieved. The payment of fixed charges shall be on monthly basis, proportionate to the electricity drawn by the respective Boards. Necessary adjustment based on actual sales and deemed sales shall be made at the end of each year.

1.7 Energy (variable) charges shall cover fuel costs and shall be calculated as follows :

- (a) Primary fuel, namely coal or gas.—Quantity shall be computed on the basis of Station Heat Rate (less heat contributed by secondary fuel oil as below, for coal based stations) and gross calorific value of coal or gas actually fired.
- (b) Secondary fuel oil only for coal based stations.—At normative consumption. During stabilisation period—5 ml./kwh subsequent period—3.5 ml./kwh.
- (c) Adjustment on account of variation in price or heat value of fuels.—Initially Gross Calorific value of coal or gas may be taken as per actuals in the preceding three months. Any variation shall be adjusted on a month to month basis on the basis of Gross Calorific Value of coal or gas actually received and burnt and actual landed cost incurred by the Generating Company for procurement of coal, oil or gas as the case may be.

2. Hydro Power Generating Stations.—The single part tariff for sale of electricity from hydro power generating stations shall comprise the recovery of annual charges consisting of interest on loan capital, depreciation, operation and maintenance expenses, tax on income reckoned as expenses, return on equity and interest on working capital at a normative level of generation shall be based on the following norms, as may be applicable :

2.1 The norms of operation as has been laid down by the Authority, for the time being, subject to modifications thereof, if any, under Sub-section (2) of Section 43A of the said Act, namely :

- (i) Hydrology.—Designed energy of the project to be calculated on 90 per cent dependable hydrology for stations exceeding 15 MW capacity and 75 per cent dependable hydrology for stations of 15 MW or lower capacity which shall be split into energy generation for 10 days intervals showing peak and off-peak energy.
- (ii) Auxiliary consumption.—0.5 per cent of energy generated.
- (iii) Date of Commercial operation.—Not exceeding 15 days from the date of synchronisation.

2.2 The capital expenditure of the project is to be financed as per the approved financial package set out in the techno-economic clearance of the Authority.

The project cost shall include capitalised initial spares. The approved project cost shall be the cost which has been specified in the techno-economic clearance of the Authority.

The actual capital expenditure incurred on completion of the project shall be the criterion for the fixation of tariff. Where the actual expenditure exceeds the approved project cost the excesses as approved by the Authority shall be deemed to be the actual capital expenditure for the purpose of determining the tariff, provided that such excess expenditure is not attributable to the generating company or its suppliers or contractors.

2.3 In respect of infirm power, that is, sale of electricity prior to commercial operation of the project, any revenue from such sale shall be taken as reduction in capital expenditure and not as net revenue.

2.4 Extra rupee liability towards interest payment and loan repayment actually incurred, in the relevant year shall be admissible; provided it directly arises out of foreign exchange rate variation and is not attributable to Generating company or their suppliers or contractors.

2.5 The annual fixed charges shall be computed on the following basis :

- (a) Interest on loan capital shall be computed on the outstanding loans, including the schedule of repayment, as per the financial package approved by the Authority on the basis of weighted average rate of interest.
- (b) The rates of depreciation shall be applicable as notified by the Central Government, from time to time.
- (c) Operation and Maintenance expenses shall be determined for blocks of five years. In the base year, it shall be equivalent to 1 per cent of the current capital cost as laid down by the Authority; and shall be updated for the subsequent four years of the block period, at a progressive rate of 10 per cent per annum.
- (d) Tax on income, if any, to be reckoned as expense at actuals. Any under or over recoveries of tax on income shall be adjusted yearly, on the basis of a certificate of Statutory Auditors.
- (e) Return on equity shall be computed on the paid up and subscribed capital relatable to the generating unit, and shall be 16 per cent of such capital.
- (f) Interest on working capital shall cover :
 - (i) Operation and maintenance expenses (cash) for one month.
 - (ii) Maintenance spares at actuals but not exceeding years's requirement less value of one fifth of initial spares already capitalised and,
 - (iii) Receivables equivalent to two months average billing for sale of electricity. For payment of bills through Letter of Credit, a rebate of 2.5 per cent shall be allowed. Where payments are made otherwise than through Letter of Credit,

but within a period of one month of presentation of bills by the Generating Company, a rebate of 1 per cent shall be allowed.

2.6 The peak energy charges shall be equal to the total annual expenses minus income from the off-peak energy charges over a year divided by the sale of peak energy for the year, provided that the total of peak and off-peak energy charges shall not, in a year, exceed the total annual expenses.

2.7 The off-peak energy shall be sold at a rate lower than the variable charges of thermal project in the region, as mutually agreed to between the Board and Generating Company.

2.8 The seasonal hydro energy, which is the energy generated in excess of the design energy shall be computed at 5 per cent of average energy rates. The average energy rate shall be the total annual expenses divided by total designed energy generation less auxiliary consumption.

3.0 General

3.1 The tariff for sale of electricity by generating company to the Board shall be computed and fixed for a period of five years each on normative basis as prescribed in this notification. However, the tariff shall be computed and fixed a new for a period of five years each whenever additional generating capacity is commissioned in the same unit or station.

3.2 In case a Generating Company is permitted by the competent Government to supply electricity direct to a consumer in terms of clause (c), sub-section (f), section 43A of the said Act, such sale shall be at mutually negotiated rates, agreed upon between the generating company and the other person(s), subject to the approval of the competent Government.

3.3 This notification shall be applicable for determining the tariff for sale of electricity from such generating stations, whose financial package for investment is approved by the Authority, on or after the date of its publication in the Official Gazette.

[File No. A-5/91-IPC]

T. SETHUMADHAVAN, Jt. Secy.